



GRUPO -GPT

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT

**CURTO CIRCUITO ENTRE FASES NO ENROLAMENTO ESTATORICO DE UM TURBOGERADOR DE 131 MW
– LIÇÕES APRENDIDAS**

André Schönardie Pasqual (*)
ENGIE

Bruno Goudinho
ENGIE

Carlos José Pires
ENGIE

RESUMO

O referente artigo irá descrever a ocorrência notória do curto circuito entre fases no enrolamento estatórico do turbogerador de 131MW da unidade 6 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, Capivari de Baixo – SC, ocorrido no dia 27 de junho de 2014.

O objetivo é apresentar de forma cronológica todos os acontecimentos decorrentes do curto circuito como: Dificuldades na contratação em emergência para execução de serviços de manutenção corretiva de grande porte em turbogeradores, extensão dos danos causados pelo curto circuito – sendo necessário inclusive a rebobinagem do rotor do gerador -, dificuldades na importação de materiais, causa raiz do sinistro, procedimentos adotados durante o reparo do enrolamento do estator e do rotor, ensaios elétricos e mecânicos aplicados durante os reparos, bem como as melhorias de projeto implementadas frente ao projeto original do turbogerador.

PALAVRAS-CHAVE

Turbogeradores, Curto Circuito entre fases, Enrolamento Estatórico.

1.0 - INTRODUÇÃO

O gerador em estudo, de fabricação Skoda, possui data de fabricação de 1977 com entrada em operação em 1980, ou seja, contava com 34 anos e 225.108 horas de operação no momento do sinistro. A Tabela 1 evidencia os dados de placa deste gerador. Segundo o CIGRE, a expectativa de vida média é de 27 anos para um estator refrigerado a hidrogênio para esta potência de máquina [A1-41 Inventory of Main Maintenance Interventions on Turbo Generators].

Tabela 1 – Dados de placa do Gerador

Fabricante	SKODA
Tipo	H640844/2HH
Potência Nominal	131 MW
Tensão Nominal	13800 V
Corrente Nominal	6540 Amperes
Fator de Potência Nominal	0.8
Tipo de Refrigeração	Hidrogênio
Rotação Nominal	3600 rpm
Classe de Isolamento	“F”
Nº de ranhuras no estator	66
Nº de barras estatóricas	132
Tensão de excitação	375 V
Corrente de excitação	1400 Amperes

No momento da falha o gerador se encontrava com 125 MW e 50MVA_r, onde ocorreram as seguintes atuações das proteções: proteção diferencial do gerador (87G), Proteção diferencial geral da unidade (87T) e relé de distância (21).

A falha ocorreu entre as fases A e C, na região de divisão de fases localizada nas barras de fundo do enrolamento estatórico. A Figura 1 mostra o aspecto geral do curto circuito visto do lado não acoplado já com o rotor removido do estator. A Figura 2 evidencia em detalhes as barras de fundo adjacentes da Fase A e Fase C no local do curto circuito.

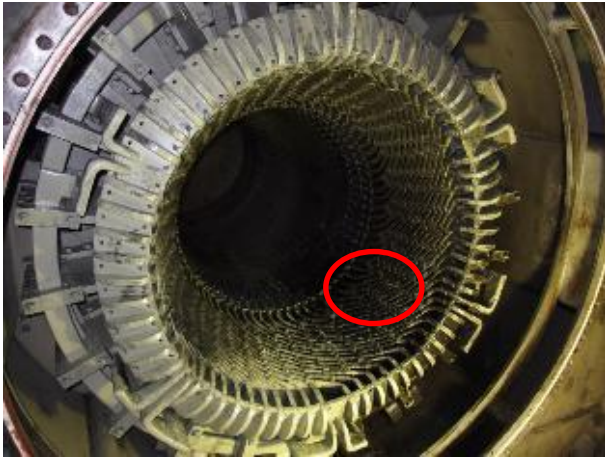


Figura 1 - Vista do lado não acoplado



Figura 2 - Barras de fundo – Fases A e C

Em decorrência do sentido do fluxo do sistema de refrigeração do gerador, a contaminação proveniente do curto circuito no estator foi projetada para o interior do enrolamento rotórico por meio das pás do ventilador. Este fato levou a resistência de isolamento do campo do gerador a zero, sendo necessária também ações corretivas no rotor. A Figura 3 mostra o aspecto geral do rotor após o sinistro.



Figura 3 – Vista Geral do rotor após sinistro

2.0 - DESCRIÇÃO DAS ETAPAS DE RECUPERAÇÃO

2.1 Contratação de serviços de reparo em caráter de emergência

A contratação de serviços especializados em máquinas elétricas rotativas de forma emergencial nunca é interessante para o lado das empresas Geradoras do setor elétrico, por outro lado é muito interessante para as empresas prestadoras de serviço, uma vez que os custos e os prazos para reparos emergenciais são muito mais elevados do que aqueles que ocorrem de forma programada. Isto se deve ao fato de que não há tempo para amadurecer uma negociação comercial junto a prestadora de serviços, uma vez que o lucro cessante da máquina indisponibilizada a cada dia aumenta, tornando o censo de urgência evidente e desfavorecendo o agente gerador.

Outra dificuldade encontrada, após a decisão pela rebobinagem completa do estator, foi a importação de materiais. As novas barras estatóricas foram fabricadas na Europa (Romênia) e tiveram que passar por toda logística de alfândega que no Brasil é conhecida por sua morosidade. Além das barras estatóricas, outros materiais como Resinas, Tintas semicondutoras, Calços e outros materiais isolantes foram da mesma forma importados da Europa (França) e tiveram as mesmas dificuldades e maiores prazos para importação. O motivo destes materiais serem todos importados é que a tecnologia de TurboGeradores não está presente no Brasil, ou seja, não existe a fabricação

de grandes Turbos no Brasil e quando é necessária a intervenção deste porte em máquinas de médio e grande porte, se torna necessário o suporte de outros países que detêm desta tecnologia.

Quando ocorre um sinistro deste porte em Turbogeneradores de médio e grande porte é importante que a Engenharia e o Setor Comercial/Jurídico trabalhem juntos no objetivo de reduzir os prazos de contratação de empresas prestadoras de serviço. A Engenharia deve elaborar uma especificação técnica de forma a garantir a segurança, qualidade dos serviços e confiabilidade do equipamento, bem como o Setor Comercial/Jurídico deve trabalhar de forma a buscar a assinatura dos contratos da forma mais ágil possível.

Vale ressaltar que nestes eventos existe uma terceira parte envolvida nas decisões técnicas e contratuais que é a Seguradora. Os agentes do setor elétrico num evento de sinistro são cobertos pela seguradora, alguns contratos com a seguradora preveem inclusive a cobertura do lucro cessante da usina, que foi este caso em questão. Como os valores assegurados são extremamente elevados, quando há cobertura do lucro cessante, as intervenções, questionamentos e o acompanhamento por parte da seguradora e seus peritos se torna mais presente.

2.2 Causa raiz do curto circuito bifásico

Para realizar a investigação e o levantamento da causa raiz do sinistro no referente Turbogenerador, vários peritos, especialistas em turbogeneradores, foram contratados tanto pela Seguradora como pela Engie Brasil Energia.

A causa raiz do sinistro em comum consenso entre os especialistas e pela Engenharia da Engie foi o desgaste da isolamento para massa nas cabeças de bobinas do estator, devido ao movimento relativo entre as barras e os suportes isolantes das cabeças de bobinas. A figura 4 evidencia como é uma configuração normal das barras estatóricas quando suportadas pelo calço das cabeças de bobinas.

Após 34 anos de operação as barras foram sofrendo um desgaste mecânico sobre este calço de suporte das cabeças de bobinas. A isolamento para massa (representada pela cor azul na Figura 4) foi desgastada até encontrar o cobre conforme evidenciado na Figura 5.

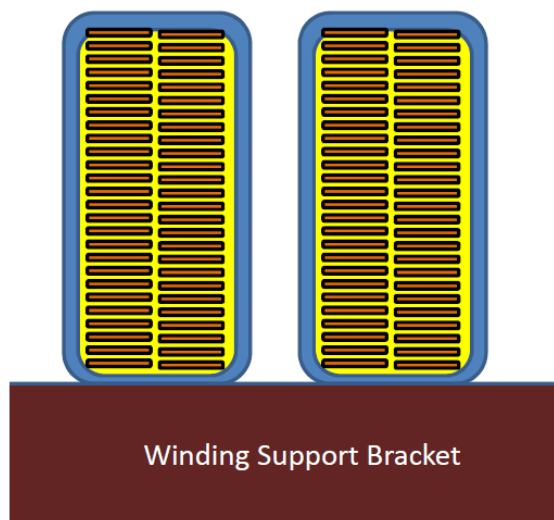


Figura 4 – Configuração normal das barras estatóricas



Figura 5 – Barra estatórica com isolamento desgastada

Como resultado a isolamento para massa ficou completamente comprometida entre as barras adjacentes sobre os suportes das cabeças de bobinas. A condição da isolamento após o desgaste pode ser observada na Figura 6. Nesta figura é possível observar que a isolamento para massa (cor azul) não está mais presente em contato com o calço de sustentação.

Uma característica incomum deste enrolamento estatórico é que as barras adjacentes na divisão de fases acorrem entre Fase e Neutro, onde geralmente a divisão de fases ocorre entre Fase e Fase em projetos de bobinados em Turbogeneradores. Com isto a tensão elétrica entre as barras adjacentes é a tensão de linha dividido por raiz de três, ou seja, a tensão de fase de aproximadamente 8 kV.

Outra característica deste enrolamento é o passo de fase de 11 barras, ou seja, em cada fase no bobinado existe 11 barras e daí a transição para outra fase. Dividindo 8 kV por 11 barras teremos aproximadamente 720 V entre as barras adjacentes de uma mesma fase no enrolamento estatórico, conforme ilustrado na Figura 6 a seguir.

Como esperado, a rigidez dielétrica comprometida pelo desgaste nas barras foi rompida primeiramente na divisão das fases A e C, uma vez que ali existia a maior diferença de potencial no enrolamento. Consequentemente

ocasionando finalmente um curto circuito bifásico neste gerador, circulando elevadas correntes de curto circuito e danificando seriamente tanto o enrolamento estatórico, como o enrolamento rotórico.

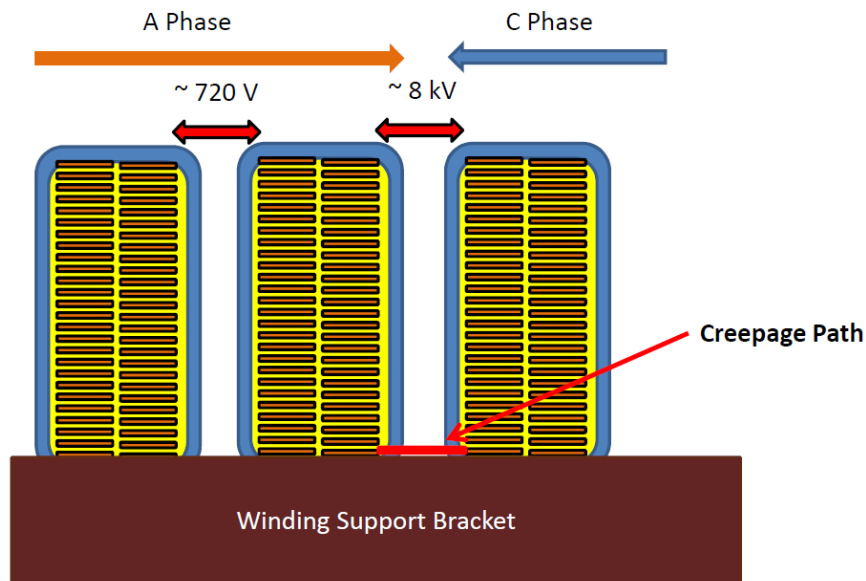


Figura 6 – Efeito do desgaste da isolamento

As avaliações dos peritos especialistas e da Engenharia da Engie foi que este sinistro não poderia ser previsto, concluíram também que somente uma rebobinagem completa do estator conseguiria restituir a segurança e confiabilidade operacional deste gerador. Portanto, o reparo realizado foi uma rebobinagem completa do estator com novas barras estatóricas, aproveitando o núcleo magnético e os anéis de ligação do enrolamento estatórico.

2.3 Melhorias aplicadas no projeto durante a rebobinagem do estator

Na referente rebobinagem do estator ocorreram mudanças de projeto no enrolamento estatórico. Estas mudanças ocorreram em virtude dos avanços tecnológicos de procedimentos e materiais isolantes empregados originalmente no gerador. Todas as alterações de projeto buscam a melhoria de performance e o aumento na vida útil do equipamento.

As melhorias de projeto aplicadas no enrolamento estatórico deste turbogerador foram:

- a. Aumento da seção de cobre das barras estatóricas, com o aumento do número de subcondutores (“Strands”);

Originalmente as barras de topo possuíam 2 x 33 subcondutores, e as barras de fundo possuíam 2 x 29 subcondutores. As novas barras estatóricas, tanto de fundo como de topo, possuem 2 x 39 subcondutores, mantendo o mesmo dimensional dos subcondutores originais. Com o aumento da seção de cobre o gerador após a modernização está hoje operando com temperaturas inferiores ao histórico do enrolamento original. O fato deste gerador estar operando com temperaturas estabilizadas em valores mais baixos irá lhe conferir uma menor degradação térmica e conseqüentemente uma maior vida útil.

- b. Melhoria no processo de brasagem das conexões série entre as barras de fundo e topo do enrolamento estatórico;

No projeto original da Skoda a ligação série das barras de fundo e de topo eram realizadas por meio da brasagem individual entre os subcondutores (“strands”). Após todos os subcondutores estarem unidos individualmente, a isolamento da ligação série era realizada manualmente por meio de enfitamento e resina epóxi classe F. O novo projeto das ligações série são realizadas por meio de uma única brasagem de dois blocos de cobre unindo as barras de fundo e topo, onde a isolamento desta brasagem é realizada por meio de uma caixa/molde (“cap”) com uma massa de resina epóxi, classe F, dentro da mesma. Este novo projeto das ligações série conferem uma única brasagem mais confiável do ponto de vista de contato elétrico, bem como apresenta uma isolamento elétrica superior ao projeto original do gerador.

- c. Mudança no sistema de calços das cunhas do estator, com o emprego de calços mola (ripple springs);

Os calços sob as cunhas originalmente eram lisos, ou seja, eram calços isolantes que proporcionavam pressão nas barras por meio do aumento do dimensional. No novo projeto os calços sob as cunhas são calços mola, ou seja, calços que quando comprimidos proporcionam pressão nas cunhas e conseqüentemente nas barras estatóricas.

- d. Substituição de todos os calços de sustentação das cabeças de bobinas do enrolamento estatórico;

Todos os calços de sustentação das cabeças de bobinas foram substituídos por novos, tanto no lado acoplado como no lado não acoplado. Os calços originais de material TVE, manta de fibra de vidro orientada com resina epóxi, estavam apresentando trincas e pôr com sequencia baixa rigidez mecânica. Os novos calços são do material HM 34, manta de fibra de vidro desorientada com resina epóxi, material superior em rigidez dielétrica e mecânica.

- e. Substituição de todos os sensores de temperatura do enrolamento (PT-100) por novos.

2.4 Ensaio elétrico e mecânicos realizados para validar a rebobinagem do estator

Os seguintes ensaios foram realizados ao final do processo de rebobinagem para validar os trabalhos realizados:

- a. Resistência de isolamento entre fases;
- b. Cálculo do índice de polarização;
- c. Carga e descarga;
- d. Leakage Test;
- e. Ensaio de Corona no escuro;
- f. Hipot AC entre fases;
- g. Resistência de isolamento entre fases após Hipot;
- h. Cálculo do índice de polarização após Hipot;
- i. Resistência ôhmica de fase;
- j. Resistência de isolamento dos PT100;
- k. Bump Test nas Cabeças de bobinas LA e LNA;
- l. Mapeamento das cunhas estatóricas;

Todos os ensaios acima obtiveram resultados satisfatórios considerando as suas respectivas normas técnicas, sendo portanto aprovados.

2.5 Rebobinagem do rotor do gerador

Em decorrência do sentido do fluxo do sistema de refrigeração do gerador, a contaminação proveniente do curto circuito no estator foi projetada para o interior do rotor, sendo também necessária a rebobinagem completa do enrolamento rotórico.

Mesmo não tendo ocorrido nenhuma atuação das proteções no rotor do gerador durante o sinistro, não foi possível apenas a recuperação do mesmo por meio de uma simples limpeza. A contaminação estava presente em toda a extensão da isolação do rotor, conforme a Figura 7, e em locais sem acesso para manutenção corretiva. Esta decisão também foi tomada em conjunto entre os peritos especialistas da seguradora e da Engenharia da Engie.

Na Figura 8 pode-se evidenciar o processo de rebobinagem do rotor. Todas as espiras e bobinas foram retiradas do rotor, limpas e preparadas. Toda a isolação para massa e entre espiras foram substituídas por novas, classe F. A isolação dos anéis coletores também foi substituída, bem como a isolação do tubo condutor. Todas as vedações de hidrogênio nos parafusos do tubo condutor foram substituídas por novas. Portanto, todos os materiais do rotor foram revitalizados, aproveitando somente o forjado do rotor, bem como o cobre do enrolamento rotórico.

As capas de contenção do referente gerador já haviam sido substituídas em 2004, uma vez que originalmente as capas eram do material conhecido por 18Mn5Cr e já apresentavam algumas indicações de micro trincas. Naquela oportunidade as capas foram substituídas por novas do aço conhecido por 18Mn18Cr, material mais resistente ao mecanismo de falha "stress corrosion cracking".



Figura 7 – Isolação do rotor contaminada



Figura 8 – Rebobinagem do rotor

O prazo para rebobinagem do rotor foi superior a rebobinagem do estator, uma vez que todos os materiais isolantes do rotor tiveram que ser fabricados sobre medida em emergência. Além do longo prazo para fornecimento dos materiais, é recomendado que um rotor de pólos lisos, após uma rebobinagem completa, deva realizar um balanceamento dinâmico e sobrevelocidade em túnel de disparo. Este processo foi realizado no gerador em questão e pode ser visto na Figura 9 abaixo.



Figura 9 – Rotor no túnel de disparo

3.0 - CONCLUSÃO

É importante salientar que sinistros ocorridos em turbogeradores causam longos períodos de indisponibilidade forçada, e infelizmente muitos ocorrem em cenários de PLD elevados, gerando grande perdas de receitas aos seus agentes.

Como principais contribuições o artigo apresentou a causa raiz do sinistro, visando que os agentes do setor elétrico também possam evitar este tipo de falha elétrica, bem como as lições aprendidas a serem compartilhadas durante um evento de sinistro em turbogeradores, com vistas em otimizar a eliminação de problemas técnicos durante as rebobinagens, além de auxiliar na agilidade do tempo de reparo deste equipamento, ou seja, retornar para operação comercial da forma mais rápida possível, com segurança e confiabilidade operacional.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Inventory of Main Maintenance Interventions on Turbo Generators, Working Group A1-41, 2015.
- (2) LANTHORN, G. EPRI, "Field Guide: Visual Inspection of Steam Turbine Generators" 2012.
- (3) Pasqual, A. S., Mapa de Falhas em Turbogeneradores - Inspeções Preventivas Capazes de Evitar Grandes Danos e Indisponibilidades Forçadas, ENAM 2016.
- (4) Klemptner, G, Kerszenbaum, I, Handbook of Large Turbo-Generator Operation and Maintenance, IEEE 2008.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- Nome: André Schonardie Pasqual;
- Local e ano de nascimento: Foz do Iguaçu, 02/07/1984;
- Local e ano de graduação: Foz do Iguaçu, 2006;
- Experiência profissional: Engenheiro Eletricista, formado pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná, especialista em máquinas elétricas rotativas, grande experiência com rebobinagens de estatores e rotores de turbogeradores de dois pólos, rebobinagens de grandes motores de indução, balanceamento de turbogeradores em túnel de disparo, experiências profissionais nos principais fabricantes de turbogeradores fora do Brasil (EUA e Europa).

